

重大工程装备

西部某气田井场分离器液相管线
法兰腐蚀原因分析陈庆国¹, 常泽亮¹, 吴超¹, 王帅^{2,3*}, 丰劲松¹, 岳良武¹

(1. 中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司, 新疆 库尔勒 841000; 2. 中国石油集团工程材料研究院有限公司 石油管材及装备材料服役行为与结构安全国家重点实验室, 西安 710077;
3. 长江大学 化学与环境工程学院, 湖北 荆州 434023)

摘要: 目的 解决西部某气田井场分离器液相出口管线法兰严重腐蚀问题。方法 通过宏观形貌观察、无损检测、化学成分分析、金相组织分析、力学性能测试、腐蚀区域微观形貌观察、腐蚀产物物相分析以及腐蚀电化学实验的方法, 分析该法兰发生腐蚀的原因。结果 A105 制法兰与 316L 制密封圈存在较强的电偶腐蚀倾向。结论 电偶腐蚀是导致法兰面严重腐蚀的主要原因, 另外, 液相管线停用前放空不彻底, 法兰底部存在积液, 导致气液界面位置叠加发生水线腐蚀。根据法兰腐蚀原因提出了针对性的防腐建议。

关键词: 气田; 分离器; 法兰; 电偶腐蚀; 电流密度; 电化学

中图分类号: TG172; TE988.2

文献标志码: A

文章编号: 1672-9242(2024)02-0112-07

DOI: 10.7643/issn.1672-9242.2024.02.015

Corrosion Causes of Liquid Phase Pipeline Flanges for Separators of
a Gas Field in the West of ChinaCHEN Qingguo¹, CHANG Zeliang¹, WU Chao¹, WANG Shuai^{2,3}, FENG Jinsong¹, YUE Liangwu¹

(1. Tarim Oilfield Company, Petrochina, Xinjiang Korla 841000, China; 2. State Key Laboratory of Performance and Structural Safety for Petroleum Tubular Goods and Equipment Materials, Tubular Goods Research Institute, CNPC, Shaanxi Xi'an 710077, China; 3. College of Chemistry & Environmental Engineering, Yangtze University, Hubei Jingzhou 434023, China)

ABSTRACT: The work aims to solve the severe corrosion on the liquid phase outlet pipeline flange for a separator of a gas field in the western region. An analysis was conducted to ascertain the causes of the flange corrosion. This analysis involved macroscopic morphology observation, non-destructive testing, chemical composition analysis, metallographic structure analysis, mechanical performance testing, microscopic morphology observation of the corrosion area, phase analysis of corrosion products, and corrosion electrochemical experiments. The findings suggested that the A105 flange and the 316L sealing ring materials were highly susceptible to galvanic corrosion. In conclusion, galvanic corrosion is the primary contributor to the severe corrosion observed on the flange surface. Moreover, inadequate venting of the liquid phase pipeline prior to shutdown also leads to

收稿日期: 2023-10-16; 修订日期: 2023-11-15

Received: 2023-10-16; Revised: 2023-11-15

基金项目: 国家重点研发计划项目 (2017YFC0805804)

Fund: National Key Research and Development Program of China (2017YFC0805804)

引文格式: 陈庆国, 常泽亮, 吴超, 等. 西部某气田井场分离器液相管线法兰腐蚀原因分析[J]. 装备环境工程, 2024, 21(2): 112-118.

CHEN Qingguo, CHANG Zeliang, WU Chao, et al. Corrosion Causes of Liquid Phase Pipeline Flanges for Separators of A Gas Field in the West of China[J]. Equipment Environmental Engineering, 2024, 21(2): 112-118.

*通信作者 (Corresponding author)

liquid accumulation at the flange base, resulting in compounded waterline corrosion at the gas-liquid interface. Based on the identified causes of flange corrosion, specific anti-corrosion recommendations are proposed.

KEY WORDS: gas field; separator; flange; galvanic corrosion; current density; electrochemistry

法兰是油气田地面系统中一种常用的连接件,通常用于管道、阀门和其他设备的连接,与生产运行息息相关^[1],尤其是对于输送介质的管道系统以及供水管线等,法兰连接的完整性至关重要^[2]。法兰由 2 个平面或凸起的环形部件组成,通过螺栓、螺母或其他紧固件连接在一起。法兰复杂的连接结构导致防腐措施开展困难^[3],法兰面的缝隙腐蚀以及不同金属相互接触产生的电偶腐蚀是法兰腐蚀的主要原因^[4],法兰的原有性能会随着腐蚀的破坏而逐渐丧失^[5-6]。

国际上管法兰标准主要有 2 个体系,一个是以美国 ASME 为代表的美洲体系(即 Class 系列),主要标准为 ASME B16.5 和 B16.47(大直径法兰),另一个是以欧盟 EN 为代表的欧洲管法兰标准体系(即 PN 系列),主要标准为 EN1092-1、EN 1759(参照美洲体系制定)。我国现行的钢制管法兰标准,主要有 GB/T 9112~9124、HG/T 20592、JB/T 75、JB/T 79、JB/T 81~90 和 SH/T 3401 等^[7-9]。

无论是国外标准还是国内标准,主要都是对法兰的结构参数及力学性能做出了相关要求,对法兰材质耐蚀性的要求相对较少。法兰作为油气田地面管道及设备连接的关键环节,一旦发生腐蚀泄漏,将会造成严重的后果。因此,分析掌握法兰腐蚀泄漏的原因,能够为避免此类事故再次发生,保障油田安全生产提供参考案例和决策依据。

1 失效概况

2022 年 5 月,某气田 A 井井场计量分离器在检

修过程中发现其液相出口管线法兰面存在严重腐蚀。该计量分离器于 2019 年 7 月投产,2021 年 12 月因关井停用,关井后,通过二级节流后端手动放空阀对井场管线及计量分离器进行泄压,分离器内液相未排出。2022 年 4 月,拆除分离器液相短接管线,通过齿轮泵将分离器内液体抽入罐车。

该法兰类型为对焊法兰,规格为 DN50,材质为 A105,密封圈材质为 316L,运行压力为 15 MPa,运行温度为 50 °C,执行标准为 ASME B16.5—2017《管法兰和法兰管件》。该井天然气分析报告见表 1。由表 1 可知,该单井管线所输送介质 CO₂ 的物质的量分数为 0.274%,不含 H₂S。另外,该井地层水中 Cl⁻ 的质量浓度为 42 200 mg/L,总矿化度为 69 420 mg/L。

$$R = KS = \begin{Bmatrix} K_x & 0 & 0 \\ 0 & K_y & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{Bmatrix}。$$

2 分析与结果

2.1 宏观分析

为分析法兰腐蚀特征,对法兰面及法兰沿轴向剖开后的形貌进行观察,宏观照片如图 1 所示。从图 1 可见,法兰面下部 4 点~8 点钟方向可见明显腐蚀(见图 1a),腐蚀坑最大深度为 2~3 mm。其中,4 点和 8 点钟方向(气水界面位置)腐蚀最严重,越靠近密封面部位,腐蚀越严重(见图 1b)。法兰上半段未见明显腐蚀(见图 1c)。

表 1 A 井天然气组分
Tab.1 Natural gas components of well A

组分	甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷
物质的量分数/%	88.62	5.388	1.188	0.239	0.238	0.095	0.031
组分	己烷	庚烷	辛烷及以上组分	氮气	氧气	二氧化碳	硫化氢
物质的量分数/%	0.003	0.001	0	0	0	0.274	0



图 1 法兰腐蚀形貌

Fig.1 Corrosion profile of flange: a) flange face; b) lower flange; c) top of flange

2.2 理化性能

2.2.1 化学成分

依据 GB/T 4336—2016, 采用 ARL4460 直读光谱仪对法兰进行化学成分分析, 结果见表 2。从表 2 可知, 法兰化学成分满足 ASME B16.5—2017 的要求。

2.2.2 金相组织

依据 GB/T 13298—2015《金属显微组织检验方

法》、GB/T 6394—2002《金属平均晶粒度测定方法》和 GB/T 10561—2005《钢中非金属夹杂物含量的测定方法》, 采用 OLS4100 激光共聚焦显微镜对 1#、2#法兰的显微组织、晶粒度和非金属夹杂物等进行检测分析, 结果如图 2 所示。可以看出, 法兰金相组织为 F+P (铁素体+珠光体), 非金属夹杂物为 A: 0.5、0, B: 0.5、0, C: 0、0, D: 0.5、0 级, 晶粒度 6.0 级。

表 2 法兰化学成分 (质量分数, %)
Tab.2 Chemical composition of flange (mass fraction, %)

项目	C	Si	Mn	P	S	Cr	Mo	Ni	Nb	V	B
测量结果	0.2	0.21	0.9	0.017	0.004 2	0.026	<0.000 9	0.015	<0.000 8	0.002 2	0.001
标准要求	≤0.35	0.10~0.35	0.60~1.05	≤0.035	≤0.04	≤0.30	≤0.12	≤0.40	/	≤0.08	≤0.40

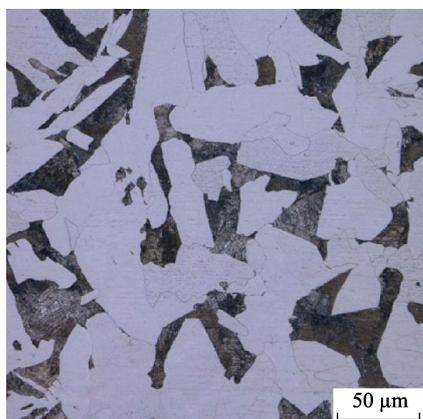


图 2 法兰金相组织

Fig.2 Metallographic organization of flange

2.2.3 硬度试验

依据 GB/T 231.1—2018《金属材料 布氏硬度试验 第 1 部分: 试验方法》, 采用 BH3000 布氏硬度计对法兰进行布氏硬度 (HBW5) 测试, 硬度测试位置如图 3 所示, 测量结果见表 3。从表 3 可见, 法兰的硬度符合 ASME B16.5—2017 的要求。

表 3 布氏硬度测试结果 (HBW)
Tab.3 Brinell scale results (HBW)

试验位置	位置 1	位置 3	位置 3
横向	142	141	140
纵向	154	143	143
ASME B16.5—2017 要求	≤187 HBW		

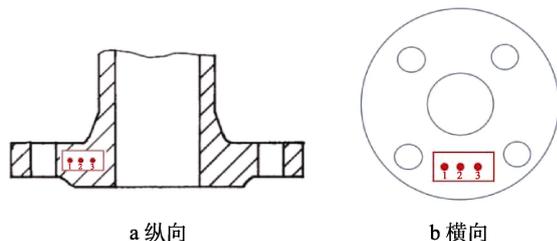


图 3 硬度测试位置

Fig.3 Schematic diagram of hardness test location

2.3 腐蚀产物分析

2.3.1 微观形貌及能谱分析

从法兰取腐蚀坑处检测试样, 利用扫描电子显微镜 (SEM) 及能谱分析仪 (EDS) 对腐蚀形貌及腐蚀产物成分进行分析。图 4 为腐蚀坑不同位置的 SEM 照片。在低倍镜下观察, 腐蚀坑的宏观形貌如图 4a 所示。在高倍镜下观察发现, 在腐蚀坑底部 (区域 A)、腐蚀坑壁 (区域 B) 和腐蚀坑外 (区域 C) 均可见较多球状结晶物。进一步利用 EDS 对它们进行成分分析 (见表 4) 发现, 产物成分主要含 Fe、O、C 元素, 局部存在少量 Ca、Si 等元素。

2.3.2 XRD 物相分析

从发生腐蚀的法兰面下部刮取附着物, 利用 XRD 分析其物相组成, 检测结果如图 5 所示。从图 5 可见, 法兰密封面附着物的物相组成主要为 FeCO_3 、 Fe_2O_3 及 SiO_2 。由此可知, 法兰面附着物化学成分主要为二氧化碳、氧的腐蚀产物及管道沉积附着物。

2.4 电化学实验

依据 T/CSCP 0035.12—2017《低合金结构钢腐蚀试验》, 采用电化学工作站, 对法兰及密封圈进行电化学试验, 以获取法兰与密封圈的开路电位差及电偶腐蚀电流。试验介质参照该井水样化验结果, 温度取法兰处运行温度 50°C , 结果如图 6 和 7 所示。

由图 6 可知, 法兰与 316L 在该井地层水环境下的开路电位差为 559 mV 。根据相关标准规定, 当电偶电位差不超过 50 mV 时, 不发生电偶腐蚀。由此可知, 法兰与 316L 密封圈存在电偶腐蚀倾向。由图 7 可知, 法兰-密封圈电偶腐蚀电流随时间的变化趋势几乎相同, 取趋于稳定值进行电偶腐蚀倾向评定。地层水环境下, 法兰-密封圈的电偶腐蚀电流密度为 $40.1\ \mu\text{A}/\text{cm}^2$ 。根据电偶腐蚀电流判断标准 (见表 5) 可知, 法兰-密封圈在地层水环境下的电偶腐蚀等级

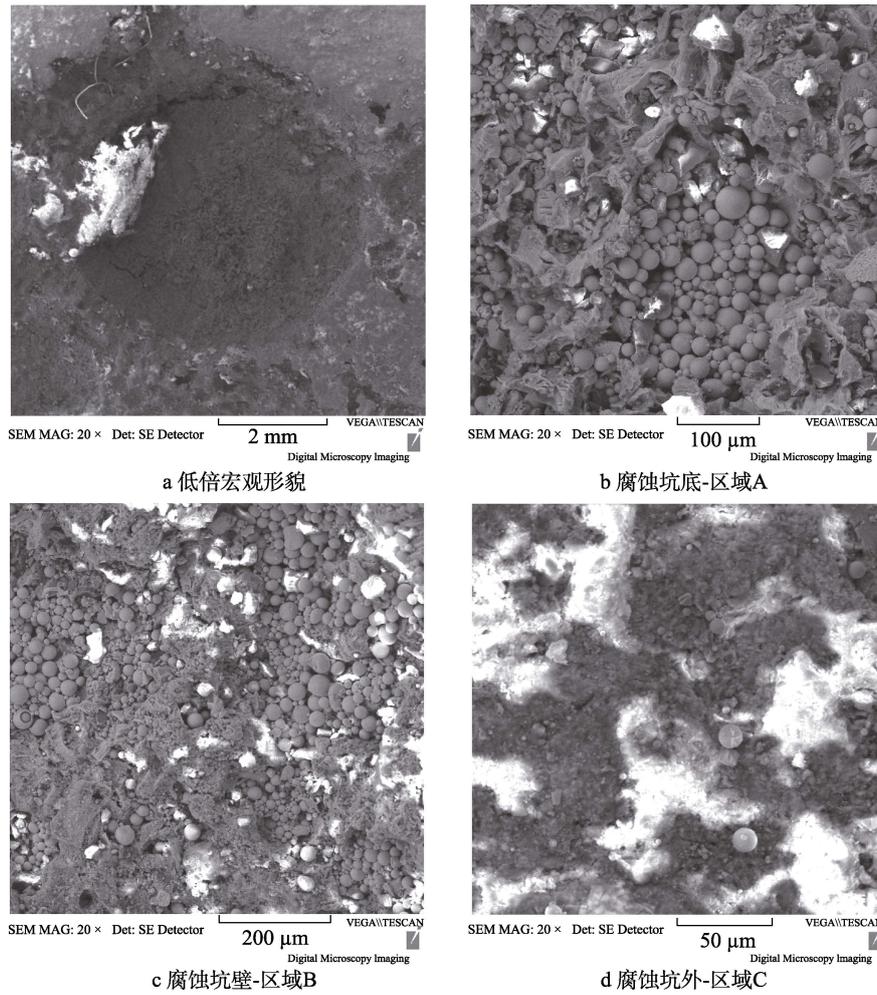


图 4 2#腐蚀坑不同位置的 SEM 照片

Fig.4 SEM photographs of different locations of 2# corrosion pit: a) low macro; b) corrosion pit bottom-area A; c) corrosion pit wall-area B; d)corrosion pit outside-area C

表 4 腐蚀坑 EDS 图谱分析结果 (质量分数, %)
Tab.4 EDS spectrum analysis results of corrosion pit (mass fraction, %)

元素	区域 A	区域 B	区域 C
碳 (C)	13.11	/	11.36
氧 (O)	10.08	2.79	37.78
铁 (Fe)	75.60	97.21	50.87

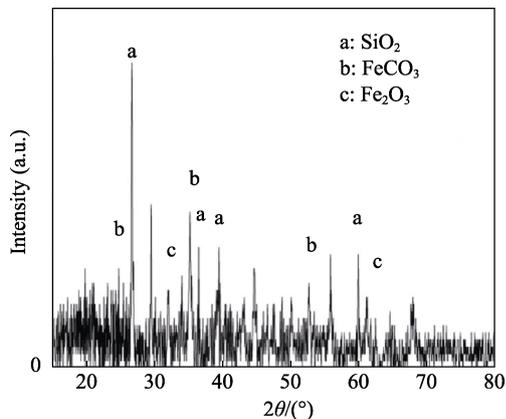


图 5 法兰腐蚀部位附着物的 XRD 分析结果
Fig.5 XRD analysis results of flange corrosion attachment

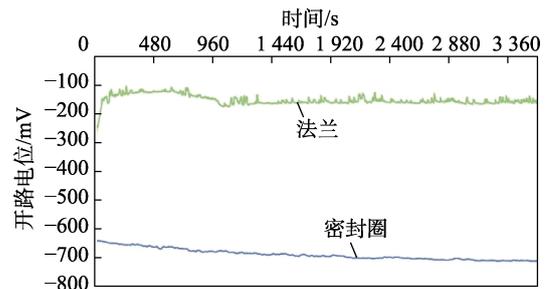


图 6 法兰与密封圈在采出水介质中的开路电位
Fig.6 Open circuit potential of flange-seal ring in produced water medium

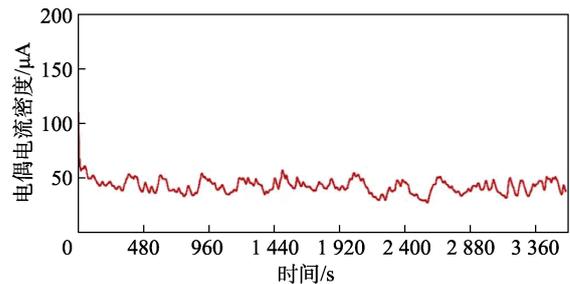


图 7 法兰-密封圈在采出水介质中的电偶电流
Fig.7 Current diagram of flange-seal ring couple in produced water medium

表5 电偶腐蚀等级评定
Tab.5 Evaluation of galvanic corrosion grade

序号	电偶电流腐蚀密度/($\mu\text{A}\cdot\text{cm}^{-2}$)	级别	腐蚀等级	使用建议
1	$J\leq 0.3$	A	可忽略腐蚀	可以接触
2	$0.3<J\leq 1.0$	B	较轻微腐蚀	在一定条件下接触
3	$1.0<J\leq 3.0$	C	轻微腐蚀	不能接触, 防护后使用
4	$3.0<J\leq 10.0$	D	较严重腐蚀	不能接触, 防护后使用
5	$J\geq 10.0$	E	严重腐蚀	不能接触, 防护后使用

为严重腐蚀, 不能直接接触使用。

3 腐蚀原因分析

从法兰的宏观分析可知, 法兰面下部 4 点~8 点钟方向可见严重腐蚀, 上半段部分未见明显腐蚀, 剖面上法兰通道内壁越靠近密封面部位, 腐蚀越严重。根据这些特征, 结合管道的服役历史, 从法兰材质和服役工况等方面分析其发生腐蚀的原因。

首先, 从法兰材质看, 法兰化学成分满足 ASME B16.5—2017 的要求。金相组织为铁素体+珠光体, 非金属夹杂物为 A: 0.5、0, B: 0.5、0, C: 0、0, D: 0.5、0 级, 晶粒度为 6.0。法兰的硬度符合 ASME B16.5—2017 的要求。由此可见, 法兰材质的理化性能未见明显异常。

其次, 从法兰服役工况看, 其连接液相管线 2019 年 7 月投产, 输送介质为 A 井采出液。从法兰腐蚀坑部位能谱分析结果来看, 腐蚀产物化学成分主要含 Fe、O、C 元素, XRD 分析结果表明, 腐蚀产物中存在 FeCO_3 , 说明法兰发生了二氧化碳腐蚀。结合该井气体组分分析结果可知, 气体组分中 CO_2 的物质的量分数为 0.274%, 管线运行压力约为 15 MPa, 计算该管线的 CO_2 分压约为 0.041 MPa。根据 NACE-0775-91, 当 CO_2 分压为 0.021~0.21 MPa 时, 将发生中度腐蚀 (腐蚀速率为 0.025~0.125 mm/a)。该液相管线自 2019 年 7 月投产至 2022 年 5 月, 检修时发现存在腐蚀, 共计服役 2 年 10 个月, 法兰腐蚀坑的最大深度约为 3.0 mm, 最大腐蚀速率约 1.06 mm/a, 属于极严重腐蚀程度。因此, 法兰在正常服役工况下, 不会发生如此严重的腐蚀。

该法兰材质为碳钢 A105, 密封圈材质为 316L, 根据电化学实验结果, 在地层水环境下, 法兰与密封圈的开路电位差在 500 mV 以上, 将腐蚀电流密度 J_{corr} 换算为腐蚀速率 v 的计算公式见式 (1)。

$$v = \frac{0.00327AJ_{\text{corr}}}{nD} \quad (1)$$

式中: A 为原子量; n 为得失电子数; D 为金属材料密度, g/cm^3 。将电偶电流密度 $40.1 \mu\text{A}/\text{cm}^2$ 代入式 (1) 中, 计算得到法兰与密封圈的电偶腐蚀速率为 0.47 mm/a。可见, 法兰与密封圈接触区域, 电偶对阳极材料 (即法兰密封面) 的腐蚀受到较强的促进

作用, 腐蚀速率已明显加快^[10-15]。因此, 碳钢法兰与 316L 密封圈存在较强电偶腐蚀倾向, 不能直接接触使用。

最后, 从法兰面及通道腐蚀形貌来看, 法兰面及通道腐蚀最严重部位均位于下部两侧水线附近, 法兰内壁也能看到底部积液痕迹及水线腐蚀形貌。结合 XRD 分析结果, 腐蚀产物中存在大量 Fe_2O_3 , 也说明法兰发生了氧腐蚀。根据现场调研情况, 该井 2021 年 12 月关井后, 对分离器液相管线进行了放空, 未对管线进行吹扫, 管线底部残留积液。因此, 该液相管线放空后空气进入, 由于管线底部残留积液, 发生水线腐蚀, 导致法兰腐蚀速率进一步加快^[16-23]。

综上所述, A105 法兰面与 316L 密封圈之间发生电偶腐蚀是法兰面腐蚀的主要原因, 管线放空后底部存在积液, 且未及时进行吹扫, 形成电解质溶液环境^[24], 发生了水线腐蚀, 导致法兰面腐蚀加剧。

4 结论

1) 电化学实验结果表明, A105 法兰与 316L 密封圈存在较强的电偶腐蚀倾向, 不可直接接触使用。因此, 电偶腐蚀是导致法兰面严重腐蚀的主要原因。另外, 管线停用前放空后空气进入, 由于法兰底部存在积液, 导致气液界面位置叠加, 发生水线腐蚀。

2) 建议加强新建地面项目选材设计审查, 从源头避免异金属连接部位电偶腐蚀的发生。对现场管道及装置异金属连接部位进行排查, 并及时采取更换、绝缘处理等防护措施。对停用管线放空后及时采取氮气吹扫等措施, 降低由于积液导致的管线腐蚀风险。

参考文献:

- [1] 李俊中. 石化企业工艺法兰设备防腐蚀材料讨论[J]. 全面腐蚀控制, 2018, 32(9): 75-78.
LI J Z. The Discussion of Flange Equipment Anticorrosion Material in Petrochemical Enterprises[J]. Total Corrosion Control, 2018, 32(9): 75-78.
- [2] 于歌, 邓炳华. 法兰保护面临的挑战——防护法兰腐蚀浅析[J]. 中国设备工程, 2015(6): 30-31.
YU G, DENG B H. The Challenge of Flange Protection—Analysis of Corrosion Protection of Flange[J]. China

- Plant Engineering, 2015(6): 30-31.
- [3] 王美芳. 长输油气管道法兰防腐研究[J]. 中国新技术新产品, 2020(6): 81-83.
WANG M F. Study on Corrosion Protection of Flange of Long-Distance Oil and Gas Pipeline[J]. New Technology & New Products of China, 2020(6): 81-83.
- [4] 蒋贝尔. 法兰腐蚀和离心泵的腐蚀[J]. 山东工业技术, 2018(4): 26.
JIANG B E. Corrosion of Flange and Corrosion of Centrifugal Pump[J]. Shandong Industrial Technology, 2018(4): 26.
- [5] 周金弟, 林东成, 林宏, 等. 油气管道法兰及螺栓防腐技术及其比选[J]. 广东化工, 2020, 47(15): 155-156.
ZHOU J D, LIN D C, LIN H, et al. Anti-Corrosion Technology and Comparison of Flanges and Bolts for Oil and Gas Pipeline[J]. Guangdong Chemical Industry, 2020, 47(15): 155-156.
- [6] 王川洪, 刘辉, 刘萍, 等. 采输气场站法兰防腐措施探讨[J]. 科技创新导报, 2020, 17(11): 37-38.
WANG C H, LIU H, LIU P, et al. Discussion on Anti-Corrosion Measures of Flange in Gas Gathering and Transportation Station[J]. Science and Technology Innovation Herald, 2020, 17(11): 37-38.
- [7] 崔鹏, 王超众, 吕文斌, 等. 浅谈沙特阿美标准下的法兰管理要求[J]. 石油和化工设备, 2023, 26(4): 63-64.
CUI P, WANG C Z, LYU W B, et al. Discussion on Flange Management Requirements under Saudi Aramco Standard[J]. Petro & Chemical Equipment, 2023, 26(4): 63-64.
- [8] 刘金海, 杨涛. 基于风险评价的法兰密封管理的可靠性分析[J]. 聚酯工业, 2022, 35(6): 58-60.
LIU J H, YANG T. Reliability Analysis of Flange Seal Management Based on Risk Assessment[J]. Polyester Industry, 2022, 35(6): 58-60.
- [9] 卫先勇, 刘海锋. 设备法兰 RJ 密封面堆焊耐磨材料研究及应用[J]. 中国化工装备, 2023, 25(3): 44-48.
WEI X Y, LIU H F. Research and Application of Hard-Facing Wear-Resistant Material for RJ Sealing Surface of Equipment Flange[J]. China Chemical Industry Equipment, 2023, 25(3): 44-48.
- [10] 李循迹, 宋文文, 周理志, 等. 油田集输系统中电偶腐蚀的影响因素与防治措施分析[J]. 材料保护, 2017, 50(1): 82-85.
LI X J, SONG W W, ZHOU L Z, et al. Influence Factors and Prevention Measures of Galvanic Corrosion in Oil & Gas Gathering System[J]. Materials Protection, 2017, 50(1): 82-85.
- [11] 宗广霞, 张洋, 方军锋, 等. X65/316L 电偶对在模拟油田产出水中的电偶腐蚀行为[J]. 腐蚀与防护, 2012, 33(7): 589-592.
ZONG G X, ZHANG Y, FANG J F, et al. Galvanic Corrosion Behavior of X65/316L Couple in Simulated Production Water[J]. Corrosion & Protection, 2012, 33(7): 589-592.
- [12] 单世超, 胡晓明, 刘吉飞, 等. 海洋油气平台管道异种金属法兰连接电偶腐蚀控制措施探讨[J]. 石油工程建设, 2017, 43(2): 66-70.
SHAN S C, HU X M, LIU J F, et al. Discussion for Control Measures of Galvanic Corrosion between Dissimilar Metal Piping Flanges of Offshore Oil and Gas Platforms[J]. Petroleum Engineering Construction, 2017, 43(2): 66-70.
- [13] 唐作军. 304L 不锈钢法兰腐蚀原因分析[J]. 石油和化工设备, 2021, 24(8): 108-111.
TANG Z J. Corrosion Analysis of 304L Stainless Steel Flange[J]. Petro & Chemical Equipment, 2021, 24(8): 108-111.
- [14] 刘忠, 董海涛, 潘姚凡, 等. A105 碳钢材料管道的腐蚀穿孔原因[J]. 腐蚀与防护, 2020, 41(3): 75-78.
LIU Z, DONG H T, PAN Y F, et al. Analysis of Corrosion Perforation of A105 Carbon Steel Pipe[J]. Corrosion & Protection, 2020, 41(3): 75-78.
- [15] 张文毓. 电偶腐蚀与防护的研究进展[J]. 全面腐蚀控制, 2018, 32(12): 51-56.
ZHANG W Y. Progress in Research on Galvanic Corrosion Behavior and Protection[J]. Total Corrosion Control, 2018, 32(12): 51-56.
- [16] 郭生武, 方军锋, 郝晓晨, 等. 埋地钢质管道外防腐层的腐蚀机理[J]. 油气储运, 2003, 22(8): 19-22.
GUO S W, FANG J F, HAO X C, et al. Corrosion Mechanism of External Coating of Buried Steel Pipeline[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2003, 22(8): 19-22.
- [17] LI C P, ZHANG L W, LU Z H, et al. Studies on Waterline Corrosion Processes and Corrosion Product Characteristics of Carbon Steel in 3.5wt% NaCl Solution[J]. Materials and Corrosion, 2021, 72(4): 732-742.
- [18] OGUNDELE G I, WHITE W E. Some Observations on Corrosion of Carbon Steel in Aqueous Environments Containing Carbon Dioxide[J]. Corrosion, 1986, 42(2): 71-78.
- [19] LINTER B R, BURSTEIN G T. Reactions of Pipeline Steels in Carbon Dioxide Solutions[J]. Corrosion Science, 1999, 41(1): 117-139.
- [20] 刘猛, 姜有文, 韩朔, 等. 成品油管道投产前内腐蚀原因分析[J]. 腐蚀科学与防护技术, 2018, 30(5): 496-502.
LIU M, JIANG Y W, HAN S, et al. Internal Corrosion Cause Analysis of a Products Pipeline before Putting into Operation[J]. Corrosion Science and Protection Technology, 2018, 30(5): 496-502.

- [21] 李娟娟, 唐晓. X80 钢隔水管水线腐蚀局部电化学表征 [C]// 第十届全国腐蚀大会摘要集. 南昌: [出版者不祥], 2018.
LI J J, TANG X. Local electrochemical characterization of pipeline corrosion of X80 Steel Riser[C]// Abstracts of the Tenth National Corrosion Congress. Nanchang: [s.n.], 2018.
- [22] 王成文, 吴志生, 田文珍, 等. 碳钢法兰密封面堆焊镍基合金耐蚀层的试验研究[J]. 金属加工(热加工), 2009(22): 40-43.
WANG C W, WU Z S, TIAN W Z, et al. Carbon Steel Welding Flange Sealing Surface Layer of Ni-Base alloys Experimental Study[J]. MW Metal Forming, 2009(22): 40-43.
- [23] 王长胜, 段海华. A105 材质法兰断裂原因分析[J]. 工程与试验, 2019, 59(1): 48-51.
WANG C S, DUAN H H. Fracture Reason Analysis of A105 Material Flange[J]. Engineering & Test, 2019, 59(1): 48-51.
- [24] 徐庆东. 碳钢和不锈钢法兰连接的腐蚀问题及解决方案[J]. 上海化工, 2018, 43(5): 24-27.
XU Q D. Metal Corrosion and Solution at Flange Connection of Carbon Steel and Stainless Steel[J]. Shanghai Chemical Industry, 2018, 43(5): 24-27.